

## **ANALISIS FALLOFF TEST INJECTION PADA SUMUR “R” LAPANGAN “SP” DENGAN MENGGUNAKAN PERANGKAT LUNAK ECRIN**

Sugi Prasetyo

Jurusan Teknik Perminyakan Fakultas Teknologi Kebumihan Dan Energi Universitas  
Trisakti

E-mail: sugi.prasetyo@live.com

### **Abstrak**

Uji sumur atau *well testing* selain untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi, juga untuk memperoleh data karakteristik dari suatu reservoir. Prinsip dari pengujian sumur ini sederhana yaitu memberikan suatu gangguan keseimbangan tekanan terhadap sumur yang diuji. Objek yang dilakukan pengujian sumur adalah Sumur “R” Lapangan “SP”. Sumur “R” mempunyai kedalaman yang tidak terlalu dalam yaitu pada kedalaman 461 meter dengan ketebalan lapisan sebesar 4 meter. Hasil yang didapat setelah diinterpretasikan dengan menggunakan *Ecrin* adalah *skin* sebesar +3.15, Permeabilitas rata – rata (*K average*) didapat 7.76 mD, tekanan awal reservoir ( $P_i$ ) sebesar 624.649 psia, *Omega* ( $\omega$ ) sebesar 0.01 dan *Lambda* ( $\lambda$ ) sebesar 0.00000831. Dapat terlihat nilai *skin* positif yang berarti telah terjadi kerusakan formasi di sekitar lubang bor. Sumur CBM mempunyai karakteristik *double porosity* yaitu porositas rekahan antar batubara (*fracture porosity*) dan porositas matrik yang ada didalam batubara (*matrix porosity*). Hal inilah yang membuat sumur CBM mempunyai tambahan parameter reservoir yaitu *lambda* ( $\lambda$ ) dan *omega* ( $\omega$ ). *Lambda* merupakan koefisien aliran antar kedua porositas, sedangkan untuk *omega* adalah *storativity ratio* atau fraksi minyak yang tersimpan pada sistem rekahan. Dari hal tersebut, maka Sumur “R” didapat jenis reservoir *Two Porosity Sphere* dan *boundary One Fault*. Untuk model sumurnya adalah *vertical*.

### **Pendahuluan**

Tujuan utama dari analisis uji sumur, atau yang dikenal luas dengan sebutan *well testing*, selain untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi, juga memperoleh data karakteristik reservoir. Apabila pengujian ini dirancang secara baik dan memadai, kemudian hasilnya dianalisis secara tepat, banyak sekali informasi yang sangat berharga akan diperoleh seperti permeabilitas efektif fluida, kerusakan atau perbaikan formasi di sekeliling lubang bor yang diuji, tekanan reservoir, mendeteksi adanya patahan dan juga keheterogenan reservoir.

Prinsip dasar pengujian ini sangat sederhana yaitu memberikan suatu “gangguan keseimbangan tekanan” terhadap sumur yang diuji. Hal ini dapat dilakukan dengan memproduksi sumur pada laju aliran yang konstan atau penutupan sumur. Dengan adanya gangguan ini, impuls perubahan tekanan (*pressure transient*) akan disebarkan keseluruh reservoir dan diamati setiap saat dengan mencatat tekanan lubang bor selama pengujian berlangsung. Apabila perubahan tekanan tadi diplot dengan waktu, maka akan dapat dianalisis pola aliran yang terjadi dan juga karakteristik formasi yang telah disebutkan di atas.

Adapun dalam Tugas Akhir ini uji analisis yang dilakukan adalah dengan menggunakan *Falloff Test Injection*, dimana dilakukan gangguan pada sumur dengan menginjeksikan air ke dalam reservoir dengan laju alir yang sudah ditentukan yang kemudian sumur ditutup (*shut-in*). Objek yang dilakukan pengujian sumur pada Tugas Akhir ini adalah pada Lapangan “SP” Sumur “R”. Dimana lapangan tersebut merupakan sumur *Coalbed Methane* (CBM).

## Studi Pustaka

*CoalBed Methane* (CBM) adalah gas metana (gas alam) yang dihasilkan selama proses pembatubaraan dan terperangkap dalam batubara. CBM dikenal juga sebagai “*sweet gas*”, karena sedikitnya kandungan sulfur (dalam bentuk hidrogen sulfida). Gas metana ini terperangkap dalam batubara itu sendiri dan juga air yang ada di dalam ruang pori-porinya. Porositas matriks umumnya mengacu pada ukuran *cleat* (retakan sepanjang batubara), dan bukan porositas batubara tersebut. Porositas ini umumnya sangat rendah jika dibandingkan cekungan tradisional (kurang dari 3%). Sumur-sumur CBM pada fase awal akan memproduksi air untuk beberapa bulan dan kemudian sejalan dengan penurunan produksi air, produksi gas metana akan meningkat karena suatu proses *dewatering* dapat menurunkan tekanan pada batubara dan akan melepaskan gas metana tersebut.

Reservoir CBM juga memiliki ukuran pori-pori yang lebih kecil, yaitu berkisar antara 1 micrometer hingga 1 milimeter. Gas metana yang berada di dalam reservoir ini juga tersimpan tidak seperti gas alam pada umumnya, melainkan terabsorpsi pada permukaan dalam dari micropori matrik batubara. Oleh karena itu, aliran gas yang terjadi di dalam matrik batu bara merupakan aliran secara difusi dan berupa aliran *Darcy* di bagian rekahannya.

Pada dasarnya batubara telah mengalami *fracturing* secara alami, sistem rekahan atau *fracture* ini disebut dengan *cleat*. *Cleat* merupakan retakan alamiah pada batubara yang terjadi selama proses *coalification*. Keberadaan *natural fracture* seperti *cleat* inilah yang membuat cadangan gas *unconventional* lebih banyak dibanding reservoir lainnya. Rekahan tersebut dapat dibagi menjadi dua jenis yaitu *face cleats* dan *butt cleats*.

### a. Face cleat

Merupakan retakan yang berkelanjutan yang ada di reservoir, biasanya menjadi tempat untuk gas.

### b. Butt cleat

Merupakan retakan dalam batubara yang tidak berkelanjutan, bersifat prependicular, berfungsi sebagai jalan penghubung untuk gas menuju ke *face cleats*. *Cleat* ini memiliki sistem *cleat* yang meliputi porositas, permeabilitas, dan kelarutan air. *Cleat* ini tercipta karena adanya perubahan struktural dari struktur geologi.

Sejak kondisi awal pembentukan, rekahan batubara dijenuhi oleh air dan sedikit metana. Sehingga pada umumnya untuk menurunkan tekanan reservoir, biasanya dilakukan dengan memproduksi air atau biasanya disebut dengan *dewatering process* secara besar-besaran. Inilah yang biasanya yang harus dipertimbangkan pada saat produksi metana akan dilakukan.

Untuk memproduksi metana pada reservoir CBM, tekanan reservoir harus diturunkan hingga mencapai tekanan *deabsorpsi*, dimana pada tekanan ini metana mulai lepas dari permukaan dalam micropori batubara. Pada tekanan tersebut, gas akan mengalir sedikit demi sedikit secara difusi pada matrik batubara hingga gas mencapai rekahan. Proses ini berdasarkan hukum *Flicks* yang menerangkan bahwa pergerakan gas tersebut terjadi akibat perbedaan gradien konsentrasi. Setelah mencapai rekahan, maka aliran gas hingga lubang bor mengikuti hukum *Darcy*.

Tujuan utama dari suatu pengujian sumur atau yang telah sering dikenal luas dengan “*Well Testing*” adalah untuk menentukan kemampuan suatu lapisan atau formasi untuk berproduksi, juga memperoleh data karakteristik reservoir. Apabila pengujian ini dirancang secara baik dan memadai, dan dianalisa hasilnya secara tepat, maka akan banyak sekali informasi-informasi yang sangat berharga akan didapatkan, seperti :

1. Permeabilitas efektif fluida.

2. *Skin factor*
3. Tekanan reservoir.
4. Batas suatu reservoir.
5. Keheterogenan suatu lapisan.

Prinsip dasar dari pengujian sumur (*well test*) sangat sederhana yaitu memberikan gangguan keseimbangan tekanan terhadap sumur yang akan diuji. Dari gangguan keseimbangan yang telah dilakukan itulah didapatkan parameter – parameter dari reservoir tersebut.

Injeksi Falloff Tes tidak sama dengan *Pressure Buildup Test* yang dilakukan pada sumur produksi. Untuk *Falloff Test Injection* dimana injeksi air dilakukan ke dalam sumur pada laju alir konstan hingga sumur dimatikan (*shut-in*). Data tekanan diambil segera sebelum dan selama waktu penutupan yang akan dianalisis. Adapun tujuan dari *falloff test* ini antara lain menentukan nilai :

1. Memperoleh data reservoir
  - Permeabilitas ( k )
  - *Transmissibility* ( $k_r/\mu$ )
2. Mengevaluasi kondisi kompleks.
  - *Skin*( s ). Dimana untuk besarnya *skin factor* dapat digunakan persamaan :

$$S = 1.153 \left[ \frac{P_{1hr} - P_i}{m} - \log \left( \frac{k}{\phi \mu C_t R_w^2} \right) + 3.2275 \right]$$

3. Mengukur tekanan injeksi dan tekanan statik reservoir.
4. Mengamati dan mengidentifikasi anomali reservoir.
  - Patahan atau batas reservoir (*multiple* atau *single*).
  - *Dual Porosity* (*natural fractured*).

### Konsep Dasar *Pressure Falloff Test*

Tes *pressure fall off* dilakukan pada sumur yang akan diinjeksikan air , dimana tes ini merupakan pengembangan dari tes *pressure build up* pada sumur produksi yang telah dimodifikasi dan dikonversikan sehingga dapat diaplikasikan terhadap sumur injeksi air. Dalam pelaksanaannya dilakukan dengan menutup sumur dan mencatat respon tekanan dan analisa plot dari respon tekanan untuk menentukan karakteristik aliran pada batuan reservoir. Perbedaan mendasar antara tes pada sumur injeksi dengan tes pada sumur produksi adalah :

1. Arah aliran fluida, untuk sumur produksi fluida mengalir dari formasi menuju lubang bor, sedangkan pada sumur injeksi fluida mengalir dari sumur injeksi menuju formasi. Berdasarkan perbedaan arah aliran ini akandidapat modifikasi persamaan *pressure build up* pada sumur produksi sehingga diperoleh persamaan yang diperlukan untuk analisa *pressure falloff* pada sumur injeksi.
2. Respon tekanan sumur saat tes dilakukan, pada sumur injeksi terjadi penurunan tekanan yang disebut dengan *pressure falloff*, sedangkan pada sumur produksi terjadi kenaikan tekanan yang disebut dengan *pressure build up*. Respon penurunan tekanan pada sumur injeksi diakibatkan karena *sequent* pelaksanaan tes yang sama dengan tes *pressure build up* pada sumur produksi. Saat akan ditutup, telah dilakukan injeksi air sebelumnya, kemudian sumur ditutup (*shut-in*), maka air yang telah diinjeksikan akan masuk ke dalam formasi karena tekanan injeksi lebih besar dari tekanan formasi, namun harus lebih kecil dari tekanan rekah formasi. Karena air bergerak dari sumur dalam formasi, maka terjadi penurunan tekanan di injektor, respon tekanan ini yang akan dianalisa pada tes *pressure falloff*, sebaliknya pada sumur produksi, akan terjadi kenaikan respon

tekanan karena saat sumur produksi ditutup fluida terus mengalir ke dasar sumur.

### Model Reservoir (*Dual Porosity*)

Reservoir *Dual Porosity* termasuk ke dalam reservoir dengan rekah alami. Dapat dilihat sebagai reservoir konvensional yang mempunyai jaringan rekahan di dalamnya. Sehingga reservoir *dual porosity* dapat terdiri dari blok matriks yang dipisahkan satu dari lainnya oleh sistem rekahan. Blok matriks terbuat dari batuan original yang telah ada sebelum rekahan tersebut menempati ruang. Karakterisasi batuan matriks terdiri atas permeabilitas matriks dan porositas matriks. Sedangkan karakterisasi sistem rekahan adalah permeabilitas rekahan dan porositas rekahan. Dengan kata lain, reservoir *dual porosity* adalah reservoir yang mempunyai porositas ganda dan permeabilitas ganda. Beberapa model uji sumur telah dikembangkan untuk reservoir rekah alami. Model tersebut berbeda satu dengan lainnya dalam hal interaksi matriks dan rekahannya. Seluruh model yang telah dikembangkan mengacu pada anggapan berikut ini:

1. Batuan matriks bersifat homogen dan *isotropik* untuk semua diskripsi parameter reservoir, dan sumur diperforasi pada seluruh ketebalan efektif.
2. Pada daerah pengurasan sumur, bentuk sistem rekahan merupakan pola reguler dan homogen serta *isotropik* untuk besaran porositas, permeabilitas dan kompresibilitas rekahan.
3. Rekahan dan matriks mempunyai saturasi fluida yang sama untuk jenis fluida *slightly compressible*, dan hanya satu fasa yang mengalir.

Model *dual porosity* menganggap bahwa reservoir tidak homogen, tetapi terdiri dari blok batuan matriks, dengan *storativity* tinggi dan permeabilitas rendah, terhubung dengan sumur melalui rekahan alami yang mempunyai *storativity* yang rendah dan permeabilitas yang tinggi. Dari blok matriks tidak dapat mengalir secara langsung ke dalam sumur, sekalipun hidrokarbon tersimpan dalam blok matriks dan masuk dalam sistem rekahan untuk dapat diproduksi. Model porositas ganda digambarkan oleh 2 (dua) variabel tambahan bila dibandingkan dengan model homogen :

1.  $\omega$  adalah *storativity ratio* atau fraksi minyak yang tersimpan pada sistem rekahan. Sebagai contoh,  $\omega = 0.01$  atau sama dengan 1 %.

$$\omega = \frac{\phi_f C_f}{\phi_f C_f + \phi_m C_m}$$

2.  $\lambda$  adalah koefisien *interporosity flow*, yaitu karakteristik kemampuan blok matriks mengalirkan ke dalam sistem rekahan. Hal tersebut dinyatakan dengan perbandingan permeabilitas matriks terhadap permeabilitas rekahan,  $k_m/k_f$ .

$$\lambda = \alpha \frac{K_m}{K_f} R_w^2$$

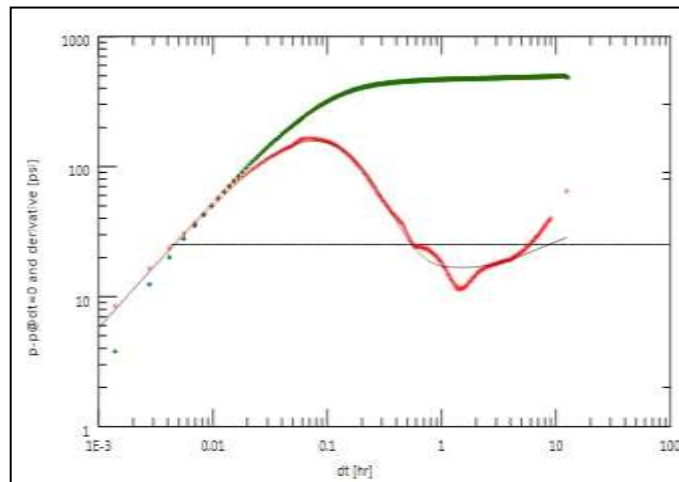
### Metodologi Penelitian

Studi analisis uji sumur pada Lapangan "SP" ini dilakukan dengan menggunakan perangkat lunak *Ecrin*.

### Hasil dan Pembahasan

Pada tes yang dilakukan pada Sumur "R" ini dilakukan injeksi selama 5 jam. Sumur yang awalnya diinjeksikan dengan laju alir konstan 83 STBD yang kemudian laju alir tersebut dihentikan (*shut-in*) dan terjadi penurunan tekanan pada lubang dasar sumur. Dimana dengan rincian untuk lamanya injeksi dan juga penutupan sumur (*shut-in*). Dari injeksi yang telah dilakukan maka diinterpetasikan ke dalam perangkat lunak *Ecrin*. Dimana

untuk model derivative yang sudah didapat setelah dilakukan interretasi menggunakan Ecrin seperti pada gambar 4.1 dibawah ini :



Gambar 4.1. Model *Derivative Analysis* 14 Perangkat Lunak *Ecrin*

Pada gambar di atas menunjukkan, warna hijau merupakan plot tekanan terhadap waktu dan merah merupakan kurva *pressure derivative* dari hasil *Ecrin*. Untuk garis hitam tipis merupakan hasil *matching* dari *Ecrin*. Dari gambar di atas maka garis hitam sudah *matching* mengikuti *pressure derivative* yang ada. Untuk hasil dari model *derivative* menggunakan perangkat lunak *Ecrin* didapat jenis *boundary* dan model reservoir yang tepat, dapat dilihat dari tabel 4.5 di bawah ini :

Tabel 4.5. Model *Derivative* Untuk Sumur “R”

<b><i>Selected Model</i></b>	<b><i>Result</i></b>
<i>Model Option</i>	<i>Standard Model</i>
<i>Well Model</i>	<i>Vertical</i>
<i>Reservoir Model</i>	<i>Two Porosity Sphere</i>
<i>Boundary Model</i>	<i>One fault</i>

### Kesimpulan

1. Hasil dengan menggunakan perangkat lunak *Ecrin* didapat nilai *skin* sebesar 3.15, Tekanan awal reservoir ( $P_i$ ) sebesar 624.649 psia, Permeabilitas rata – rata ( $K_{average}$ ) sebesar 7.76,  $\lambda$  sebesar 0.00000831 dan  $\omega$  sebesar 0.01.
2. Setelah dilakukan penyelarasan antara kurva semi log plot dengan log-log plot menghasilkan model reservoir. Untuk model reservoir pada Sumur “R” yang paling tepat adalah *Two Porosity Sphere* dengan *boundary* reservoirnya adalah *One Fault*. Sedangkan untuk model sumurnya adalah *vertical*.
3. Pada dasarnya sumur CBM merupakan sumur rekah alami dimana telah terjadi rekahan di dalam batubara yang membuat CBM termasuk *dual porosity*.
4. Pada sumur CBM mempunyai *double porosity* yaitu *fracture porosity* (porositas antar batubara) dan *matrix porosity* (porositas yang ada dalam matriks batubara).

5. Sumur CBM mempunyai tambahan parameter seperti  $\lambda$  dan juga  $\omega$ .  $\lambda$  itu sendiri merupakan koefisien aliran antar kedua porositas tersebut, sedangkan untuk  $\omega$  adalah *storativity ratio* atau fraksi minyak yang tersimpan pada sistem rekahan.

### Daftar Pustaka

- Ahmed, Tarek., dan Paul D. McKinney, 2005. "Advanced Reservoir Engineering Handbook", Oxford: Elsevier Inc.
- Arli, Pradhana. 2011. "Coal Bed Metaane". (online).  
(<http://www.scribd.com/doc/229642393/Coal-Bed-Methane> diakses 15 April 2015)
- Hadi, Azwar Decki. 2011. "Cekungan Barito". (online).  
(<http://www.scribd.com/doc/225591868/Cekungan-barito> diakses 15 April 2015)
- Horne, Roland N., 1990. "Modern Well Test Analysis", Palo Alto: Fourth Printing
- Irham, Syamsul, dan Ginting, Mulia. "Penuntun Praktikum Analisa Batuan Reservoir", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Kebumihan Dan Energi, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia.
- Rukmana, Dadang, Kristanto, Dedy & Aji, Dedi Cahyoko, V. 2011. "Teknik Reservoir Teori Dan Aplikasi", Yogyakarta: Penerbit Pohon Cahaya.
- Said, Lestari. "Kimia Fisika Hidrokarbon", Jurusan Teknik Perminyakan, Fakultas Teknologi Mineral, Universitas Trisakti, Jakarta, Indonesia.
- Sarahriana. 2008. "Coal-Bed-Methane", (online),  
(<http://www.scribd.com/doc/245097276/Coal-Bed-Methane-docx> diakses 15 April 2015)
- Satria, Ubaidillah Dwi. 2011. "Menggali-Potensi-Coal-Bed-Methane" (online),  
(<http://www.scribd.com/doc/236706329/Menggali-Potensi-Coal-Bed-Methane> diakses 12 April 2015)
- Widyanti, Riska. 2010. "Analisa Tekanan Transein Dengan Menggunakan Metoda Falloff Test Untuk Menentukan Karakteristik Reservoir Di Lapangan Yonka". Skripsi. Pekanbaru: Fakultas Teknik, Universitas Islam Riau.